



(19) **RU**<sup>(11)</sup> **2 097 536**<sup>(13)</sup> **C1**  
(51) Int. Cl.<sup>6</sup> **E 21 B 43/20**

RUSSIAN AGENCY  
FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 97100023/03, 05.01.1997

(46) Date of publication: 27.11.1997

(71) Applicant:  
Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo "Udmurtneft"

(72) Inventor: Kudinov V.I.,  
Bogomol'nyj E.I., Datsik M.I., Shajkhutdinov  
R.T., Prosvirin A.A.

(73) Proprietor:  
Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo "Udmurtneft"

(54) **METHOD OF DEVELOPING IRREGULAR MULTIPLE-ZONE OIL DEPOSIT**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas production. SUBSTANCE: irregular multiple-zone oil deposit is developed and working agent is pumped in through injecting wells to provide oil production through productive wells. In the late stage of deposit development, at least one well is killed. Preliminarily perforated intervals are cemented and cement bridge is formed in the well to create a new artificial bottom above perforation intervals. At the level above upper perforation interval, a new inclined

borehole is drilled transforming into horizontal hole in non-exhausted formation or inclined hole passing through several non-exhausted strata. New bottoms are placed at distance no less than 50 m from bottoms of earlier drilled wells. Density of perforations in holes in non-exhausted strata are chosen according to collector properties of strata. Oil is extracted out of all opened strata simultaneously. EFFECT: increased oil production due to fuller coverage of strata and involving earlier not working productive formations.

RU 2 097 536 C1

RU 2 097 536 C1



(19) RU<sup>(11)</sup> 2 097 536<sup>(13)</sup> C1  
(51) МПК<sup>6</sup> E 21 B 43/20

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 97100023/03, 05.01.1997

(46) Дата публикации: 27.11.1997

(56) Ссылки: 1. Желтов Ю.П. и др. разработка нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1986, с.95. 2. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. - М.: Недра, 1970, с.307 - 309.

(71) Заявитель:  
Открытое акционерное общество  
"Удмуртнефть"

(72) Изобретатель: Кудинов В.И.,  
Богомолов Е.И., Дацик М.И., Шайхутдинов  
Р.Т., Просвирина А.А.

(73) Патентообладатель:  
Открытое акционерное общество  
"Удмуртнефть"

(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕОДНОРОДНОЙ МНОГОПЛАСТОВОЙ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

(57) Реферат:

Использование: в нефтяной промышленности и, в частности при разработке неоднородной многопластовой нефтяной залежи. Сущность изобретения: разрабатывают неоднородную многопластовую нефтяную залежь. Ведут закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины из пластов. На поздней стадии разработки залежи останавливают по крайней мере одну скважину. Цементируют под давлением ранее перфорированные интервалы и устанавливают в скважине цементный мост с образованием нового искусственного забоя выше интервалов перфорации. С глубины выше верхнего интервала перфорации бурят новый наклонный ствол скважины с переходом на горизонтальный ствол в невыработанном пласте или наклонный ствол, проходящий через несколько

невыработанных пластов. Новые забои располагают на расстоянии не менее 50 м от забоев ранее пробуренных скважин. Плотность перфорации стволов в невыработанных пластах назначают согласно коллекторским свойствам пластов. Отбор нефти ведут из всех вскрытых пластов одновременно. Осуществляют бурение дополнительного нового наклонного ствола из ствола оставленной скважины или нового ствола с переходом на горизонтальный ствол в одном из невыработанных пластов или наклонный ствол, проходящий через несколько невыработанных пластов, с расположением в разных вертикальных плоскостях горизонтальных и наклонных стволов в невыработанных пластах. Изобретение обеспечивает увеличение нефтеотдачи залежи за счет более полного охвата пластов воздействием, вовлечения в разработку ранее неработавших продуктивных пластов. 1 з. п. ф-лы.

RU 2 097 536 C1

RU 2 097 536 C1

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может найти применение при разработке неоднородной многопластовой нефтяной залежи.

Известен способ разработки нефтяной залежи, включающий отбор нефти через добывающие скважины [1]

Известный способ не позволяет разрабатывать нефтяную залежь с высокой нефтеотдачей.

Наиболее близким к изобретению по технической сущности и достигаемому результату является способ разработки неоднородной многопластовой нефтяной залежи, включающий закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины из пластов [2]

Известный способ позволяет извлекать из нефтяной залежи основные запасы, однако в залежи остаются значительные невыработанные запасы.

В предложенном изобретении решается задача увеличения нефтеотдачи залежи за счет более полного охвата пластов воздействием, вовлечения в разработку ранее неработавших продуктивных пластов в быстродействующих, простаивающих, низкопродуктивных, нерентабельных, высокообводненных скважинах.

Задача решается тем, что в способе разработки неоднородной многопластовой нефтяной залежи, включающем закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины из пластов, согласно изобретению на поздней стадии разработки залежи останавливают по крайней мере одну скважину, цементируют под давлением ранее перфорированные интервалы и устанавливают в скважине цементный мост с образованием нового искусственного забоя выше интервалов перфорации, с глубины выше верхнего интервала перфорации бурят новый наклонный ствол скважины с переходом на горизонтальный ствол в невыработанном пласте или наклонный ствол, проходящий через несколько невыработанных пластов, новые забои располагают на расстоянии не менее 50 м от забоев ранее пробуренных скважин, плотность перфорации стволов в невыработанных пластах назначают согласно коллекторским свойствам пластов, а отбор нефти ведут из всех вскрытых пластов одновременно. Возможно бурение дополнительных новых наклонных стволов из ствола оставленной скважины или из нового ствола с переходом на горизонтальный ствол в одном из невыработанных пластов или наклонный ствол, проходящий через несколько невыработанных пластов, с расположением в разных вертикальных плоскостях горизонтальных и наклонных стволов в невыработанных пластах.

Существенными признаками изобретения являются следующие.

1. Закачка рабочего агента через нагнетательные скважины;

2. Отбор нефти через добывающие скважины из пластов;

3. На поздней стадии разработки залежи остановка по крайней мере одной скважины;

4. Цементирование под давлением ранее перфорированных интервалов и установка в

остановленной скважине цементного моста с образованием нового искусственного забоя выше интервалов перфорации;

5. В остановленной скважине с глубины выше верхнего интервала перфорации бурение нового наклонного ствола скважины с переходом на горизонтальный ствол в невыработанном пласте или наклонный ствол, проходящий через несколько невыработанных пластов;

6. Из нового ствола остановленной скважины бурение следующего нового наклонного ствола скважины с переходом на горизонтальный ствол в одном из невыработанных пластов или наклонный ствол, проходящий через несколько невыработанных пластов;

7. Расположение в разных вертикальных плоскостях горизонтальных и наклонных стволов в невыработанных пластах;

8. Расположение новых забоев на расстоянии не менее 50 м от забоев ранее пробуренных скважин;

9. Плотность перфорации стволов в невыработанных пластах согласно коллекторским свойствам пластов;

10. Отбор нефти из всех вскрытых пластов одновременно;

11. Бурение дополнительных новых наклонных стволов скважины из ствола остановленной скважины или из нового ствола с переходом на горизонтальный ствол в одном из невыработанных пластов или наклонный ствол, проходящий через несколько невыработанных пластов.

Признаки 1 2 являются общими с прототипом, признаки 3 10 являются существенными отличительными признаками изобретения, признак 11 является частным существенным признаком изобретения.

При разработке неоднородной многопластовой нефтяной залежи часть запасов залежи остается неохваченной воздействием. На практике залежь может состоять из 20 и более пластов. Поскольку пласты имеют разную проницаемость, пористость и т.п. то есть залежь неоднородна, выработка запасов из пластов происходит неравномерно. Все пласты вскрывают общим фильтром и приобщают к разработке. Однако в разработке участвуют, как правило, 40 60% нефтенасыщенных толщин. Охватываются разработкой в основном высокопроницаемые пласты. Кроме того, вследствие образовавшихся перетоков воды вдоль ствола скважины часть запасов остается как бы захороненной в залежи. Ликвидация таких перетоков известными средствами носит временный характер и во многом неэффективна. Из-за близости водонефтяных и газонефтяных контактов не вскрываются целые пласты высокой продуктивности, которые не могут быть вовлечены в разработку обычными методами. По этим причинам нефтеотдача неоднородной многопластовой нефтяной залежи бывает на 10 20 пунктов ниже, чем обычной залежи. В предложенном изобретении решается задача повышения нефтеотдачи неоднородной многопластовой залежи за счет более полного охвата пластов воздействием, вовлечения в разработку ранее неработавших продуктивных пластов в быстродействующих, простаивающих, низкопродуктивных, нерентабельных,

высокообводненных скважинах. Задача решается следующей совокупностью операций. На поздней стадии разработки залежи останавливают по крайней мере одну скважину, цементируют под давлением ранее перфорированные интервалы и устанавливают в скважине цементный мост с образованием нового искусственного забоя выше интервалов перфорации. Цементирование под давлением приводит к полной закупорке перфорационных отверстий и зоны около скважины и прекращению всякого поступления пластовых флюидов в скважину и вдоль ствола скважины. Проверяют на герметичность эксплуатационную колонну. С глубины на 10 15 м выше верхнего интервала перфорации верхнего пласта многопластовой нефтяной залежи вырезают окно в эксплуатационной колонне и бурят новый наклонно-направленный ствол скважины на расстоянии 20 50 м от ранее пробуренного с переходом на горизонтальный ствол в невыработанном пласте или наклонный ствол, проходящий через несколько невыработанных пластов. Бурение нового ствола скважины и фактическая ликвидация прежнего ствола приводит к ликвидации образовавшихся ранее перетоков воды. При этом в течение весьма длительного срока отпадает необходимость в проведении изоляционных работ. Горизонтальный или наклонный ствол перфорируют только в невыработанном пласте или пластах в зонах коллектора. При этом исключается контакт воды перфорационными отверстиями. Ранее образовавшиеся конуса воды и межпластовые перетоки отстоят от нового ствола на расстоянии по крайней мере 20 50 м, что вполне достаточно для исключения их влияния на обводнение добываемой продукции. Дальнейшее бурение новых стволов скважины возможно из старого ствола и из нового ствола скважины. Например, в старом стволе скважины на 10 15 м выше места зарезки, то есть начала бурения первого нового ствола, бурят второй новый наклонный ствол скважины с переходом на горизонтальный в одном из невыработанных пластов или наклонный ствол, проходящий через несколько невыработанных пластов. По окончании проводки второго нового ствола спускают обсадную колонну (отклонитель) длиной 15 20 м и забуривают в новом наклонном стволе ниже его начала третий новый наклонный ствол скважины с переходом на горизонтальный в невыработанном пласте или наклонный ствол, проходящий через несколько невыработанных пластов. В новых наклонных стволах скважины возможно бурение новых следующих наклонных стволов скважины с переходом на горизонтальный ствол в одном из невыработанных пластов или наклонный ствол, проходящий через несколько невыработанных пластов. Такой порядок бурения осуществляют при большой общей мощности и большом количестве пластов. Этим достигается наиболее полный охват пластов воздействием. В случае мощного пласта целесообразно размещать весь горизонтальный участок скважины в пласте. При малой мощности пластов целесообразно проводить наклонный ствол через несколько

пластов, перфорируя их в зависимости от коллекторских свойств пласта: проницаемости, пористости и т.п. Стволы в невыработанных пластах располагают в разных горизонтальных плоскостях. Несоднородность пластов учитывают при перфорации невыработанных пластов. Для повышения притока из низкопроницаемого пласта выполняют большее количество перфорационных отверстий на погонный метр горизонтального или наклонного ствола. Зоны неколлектора оставляют без перфорации. После запуска скважины в эксплуатацию отбор нефти ведут из всех пластов одновременно.

Расположение новых забоев на расстоянии не менее 50 м от забоев ранее пробуренных скважин способствует более полному охвату пластов воздействием и выработке ранее невырабатываемых запасов залежи.

Использование существующего ствола скважины для бурения новых стволов позволяет экономить на бурении основного ствола и удешевлять производств работ. Повышение охвата пластов воздействием и равномерность выработки запасов позволяет повысить нефтеотдачу залежи на 10 20 пунктов. Предлагаемый способ дает увеличение текущего среднесуточного дебита в 12 15 раз по сравнению с прилегающими скважинами, пробуренными по известной технологии.

Пример 1. Разрабатывают нефтяную залежь Гремихинского месторождения со следующими характеристиками: глубина залежи 1147,5 м, глубина водонефтяного контакта 1000 м, пластовое давление 12,5 МПа, пластовая температура 28 °С, пористость 16, проницаемость 0,171 мД, нефтенасыщенность 0,8, вязкость нефти в пластовых условиях 180,2 МПа·с, плотность нефти в поверхностных условиях 0,916 г/см<sup>3</sup>, давление насыщения 5 МПа, газовый фактор 3,557 м<sup>3</sup>/т, коллектор трещиновато-кавернозный. Залежь многоплатовая. Количество пластов колеблется по залежи от 5 до 17. Проницаемость пластов колеблется от 0,176 до 0,083 мкм<sup>2</sup>. Балансовые запасы колеблются по пластам от 17010,2 до 27613,1 тыс.т.

Заканчивают рабочий агент теплоноситель через 83 паронагнетательные скважины, отбирают нефть через 621 добывающую скважину. На поздней стадии разработки при обводненности добываемой продукции 98% и степени выработки извлекаемых запасов 50% проводят следующие операции. Останавливают добывающую скважину, проходящую через 8 пластов, из которых 2 обводнены. Цементируют под давлением 15 МПа ранее перфорированные интервалы на глубинах 1169,6 1172,8 м, 1176 1177 м, 1177,6 1180,4 м, 1182,4 1185,4 м, 1188,4 1190,4 м, 1192,8 1208,2 м, 1209 1211 м, 1212 1213 м. С глубины на 50 м выше проектного пласта, то есть с глубины выше верхнего интервала перфорации, вырезают "окно" в эксплуатационной колонне длиной 8 м. Скважину цементируют под давлением 10 МПа. В скважине устанавливают цементный мост до отметки на 10 м выше "окна". Бурение нового наклонного ствола скважины производят через "окно"

наклонно-направленно с переходом на горизонтальный ствол в невыработанном пласте на глубине 1192,8 1208,2 м на расстоянии 50 и более м от прежнего ствола. Пробуренный горизонтальный ствол длиной 100 м в интервале продуктивного пласта обсаживают перфорированной колонной. Участки горизонтального ствола в зонах неколлектора оставляют без перфорированных отверстий. Запускают скважину в эксплуатацию и ведут отбор добываемой продукции.

Пример 2. Выполняют как пример 1, но бурение нового наклонного ствола скважины производят через "окно" наклонно-направленно с переходом на наклонный ствол, проходящий через невыработанные пласты на отметках 1182,4 1185,4 и 1188,4 1190,4 м, на расстоянии 50 и более м от прежнего ствола и забоев окружающих скважин. Длина наклонного ствола в невыработанных пластах 120 м. Плотность перфорации стволов в невыработанных пластах назначают согласно коллекторским свойствам пластов. Участки наклонного ствола в зонах неколлектора оставляют без перфорационных отверстий. Отбор нефти ведут из всех вскрытых пластов одновременно.

Пример 3. Выполняют, как пример 1. После проводки первого наклонного ствола пробуренный ствол консервируют инертной жидкостью. На 10 м выше "окна" устанавливают разделитель и вырезают новое "окно", через которое бурят второй наклонно-направленный ствол скважины, с переходом на горизонтальный ствол в невыработанном пласте на глубине 1177,6 1180,4 м на расстоянии 50 и более м от прежнего ствола и стволов ранее пробуренных скважин. Располагают в разных вертикальных плоскостях горизонтальные и наклонные стволы в невыработанных пластах. Пробуренный горизонтальный ствол длиной 100 м в интервале продуктивного пласта обсаживают перфорированной колонной. Участки горизонтального ствола в зонах неколлектора оставляют без перфорационных отверстий. Запускают скважину в эксплуатацию и ведут отбор добываемой продукции одновременно из всех вскрытых пластов.

Пример 4. Выполняют, как пример 3. Дополнительно бурят третий наклонно-направленный ствол скважины из второго наклонно-направленного ствола с переходом на горизонтальный ствол в невыработанном пласте на глубине 1169,6 1172,8 м на расстоянии 50 и более метров от прежнего ствола и стволов ранее

пробуренных скважин. Располагают в разных вертикальных плоскостях горизонтальные и наклонные стволы в невыработанных пластах. Пробуренный горизонтальный ствол длиной 100 м в интервале продуктивного пласта обсаживают перфорированной колонной. Участки горизонтального ствола в зонах неколлектора оставляют без перфорационных отверстий. Запускают скважину в эксплуатацию и ведут отбор добываемой продукции одновременно из всех вскрытых пластов.

Применение предложенного способа позволит повысить нефтеотдачу залежи на 3 4%

Источники информации

1. Желтов Ю. П. и др. Разработка нефтяных месторождений. М. "Недра", 1986, с. 95.

2. Жданов. М. А. Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М. Недра, 1970, с. 307 309 прототип.

#### Формула изобретения:

1. Способ разработки неоднородной многопластовой нефтяной залежи, включающий закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины из пластов, отличающийся тем, что на поздней стадии разработки залежи останавливают по крайней мере одну скважину, цементируют под давлением ранее перфорированные интервалы и устанавливают в скважине цементный мост с образованием нового искусственного забоя выше интервалов перфорации, с глубины выше верхнего интервала перфорации бурят новый наклонный ствол скважины с переходом на горизонтальный ствол в невыработанном пласте или наклонный ствол, проходящий через несколько невыработанных пластов, новые забои располагают на расстоянии не менее 50 м от забоев ранее пробуренных скважин, плотность перфорации стволов в невыработанных пластах назначают согласно коллекторским свойствам пластов, а отбор нефти ведут из всех вскрытых пластов одновременно.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что осуществляют бурение дополнительного нового наклонного ствола из ствола остановленной скважины или из нового ствола с переходом на горизонтальный ствол в одном из невыработанных пластов или наклонный ствол, проходящий через несколько невыработанных пластов, с расположением в разных вертикальных плоскостях горизонтальных и наклонных стволов в невыработанных пластах.

(19) RU (11) 2136566 (13) C1  
(51) 6 B65G5/00

(12) Description of Patent of the Russian Federation

(14) Date of Publication: 1999.09.10

(21) Application Number: 98115248/03

(22) Filing Date: 1998.08.07

(24) Date of Patent: 1998.08.07

(45) Published: 1999.09.10

(56) Invention Equivalents: Soldatkin G.I. et al. Underground Storage in Water-Bearing Formations. TNTO. Foreign Experience. – M.: VNIIEgazprom, 1968, pp. 33-37. SU 1041438 A, 15.09.83. SU 1427757 A1, 10.11.95. SU 1474031 A1, 07.10.89. RU 95100363 A1, 10.11.96. RU 2102301 C1, 10.11.96. US 4149598 A, 17.04.79. US 4701072 A, 20.10.87. FR 2168942 A, 07.09.73.

Shirkovsky A.I. Development and Exploitation of Gas and Gas-Condensate Deposits (Underground Storage in Porous and Permeable Reservoirs). –M.: Nedra, 1979, pp. 255-289.

(71) Applicant: Enterprise “Kubangazprom”

(72) Inventor: Makarenko P.P.; Basarygin Yu.M.; Buzinov S.N.; Streltsov V.M.; Chernenko A.M.; Budnikov V.F.; Shipitsa V.F.; Avetisov A.G.

(73) Patentee: Enterprise “Kubangazprom”

(98) Address for Service: Scientific and Technical Center of “Kubangazprom” Enterprise, 34, Mir St., 35063 Krasnodar.

**(54) METHOD OF CONSTRUCTING AND OPERATING UNDERGROUND GAS STORAGE IN MULTILAYER NON-UNIFORM LOW-PERMEABILITY SLIGHTLY CEMENTED TERRIGENOUS RESERVOIRS WITH UNDERLYING WATER TABLE**

Use: The invention relates to the gas industry and is provided for construction and operation of underground gas storages. The storage construction costs are reduced.

Essence of the Invention: The method comprises drilling injection and production wells, equipping them with production strings, injecting gas into and extracting it from the production formation. Injection and production wells are drilled with a wellbore horizontal termination and are arranged in clusters with a vertical well. Initially, the production formation and partially an underlying water table are stricken with a vertical well. The formation local characteristics are determined. The data obtained are used to update the profile and design of the injection and production well with a wellbore horizontal termination. Then, 3-8 injection and production wells with the wellbore horizontal termination are drilled. The wellbore horizontal terminations are arranged radially from the cluster center and cased with filters, length of each wellbore horizontal termination being 250 m and over. The point of entry of each wellbore horizontal termination into the production formation top is arranged at a distance of not less than 100 m from a wellbore of the vertical well. It is used as an injection well, 1 dep. claim, 2 illustrations, 3 Tables.

**DESCRIPTION OF THE INVENTION**

The invention relates to the gas industry and is provided for construction and operation of underground gas storages.

The prevailing bodies used for construction of underground gas storages are depleted deposits (gas and gas condensate) which in the majority of cases are associated with indraught of bottom and under water in the process of development or with closely located water-bearing formations and which also change the stress condition of a reservoir matrix resulting in its reduced strength properties.

Said changes in the deposit condition upon development completion limit the differential pressure in the well-formation system when injecting and extracting gas, and hence require drilling a large number of wells to maintain peak regimes in the process of underground gas storage operation.

One of the main indicators for constructing an underground gas storage is a high reservoir permeability. For example, permeability of formations of known gas storages is as follows: Severo-Stavropolskoe – 1,000 mD, Peschano-Ushetskoe – 1,300 mD and Kasimovskoe – 600-2,800 mD.

The world practice lacks experience of constructing large gas storages with an active capacity of over 5.0 billion m<sup>3</sup> in terrigenous reservoirs with a low permeability (15-30 mD, but not more than 80 mD) and a small effective thickness from 4 to 25 m, but not more than 40 m. To efficiently operate the above deposits, the required number of wells needs to be drastically increased.

The method is known that provides construction of a gas storage in a water-bearing formation of a heterogeneous lithologic structure comprising gas injection into the formation and gas extraction from it for users, with more permeable interlayers being selected in the water-bearing formation, while the gas is successively injected into the selected interlayers starting from the upper interlayer, with the gas being injected into each interlayer until the gas reaches the boundary of a trap [1].

Disadvantages of the known method are high construction costs of the underground gas storage and low efficiency of its operation because of a large number of vertical wells, their low injection capacity and yields due to constraints on allowable pressure differentials in the well-formation system conditioned by the reservoir collapse during gas extraction and injection.

The method being most similar to the claimed method in terms of technical essence and results obtained is the method of construction and operation of multilayer underground gas storages comprising selection of multiple formation bodies in a geological section to store gas, drilling injection and production/monitoring and regulating wells, equipping injection and production wells with casing and production strings, injecting gas into the selected formations and extracting the stored gas from them, with the production strings being perforated in each injection and production well in the interval of all selected formations, the gas to be stored being injected and extracted simultaneously in all formations through the production string of injection and production wells, monitoring and regulating wells being drilled for each formation and the gas being additionally injected into and extracted from the monitoring and regulating well to regulate gas injection and extraction volume with respect to each formation [2].

Disadvantages of the known method are associated with high costs of construction and operation of the underground gas storage due to a large number of vertical wells, their low injection capacity and yields, wells flooding under forced operation conditions, specifically during peak operation periods.

The object of the present invention is to reduce construction costs of the underground gas storage, increase its performance by reducing the number of wells, preventing flooding and wells collapse and providing the required gas extraction from the underground gas storage in peak operation periods.

The essence of the present invention is that in the known method of constructing and operating an underground gas storage in multilayer non-uniform low-permeability slightly cemented terrigenous reservoirs with an underlying water table comprising drilling injection and production wells, equipping them with production strings, injecting the gas into and extracting it from the production formation, in accordance with the present invention injection and production wells are drilled with a wellbore horizontal termination and are arranged in clusters with a vertical well, with the production formation and partially an underlying water table being initially stricken with a vertical well, local characteristics of the production formation are determined: occurrence depth of the production formation and underlying water table, thickness of an interlayer between them, permeability and porosity of each production interlayer, the data obtained are used to update the profile and design of the injection and production well with a wellbore horizontal termination, then, 3-8 injection and production wells with the wellbore horizontal termination are drilled, with the wellbore horizontal terminations being arranged radially from the cluster center and being cased with filters, length of each wellbore horizontal termination being 250 m and over, and the point of entry of each wellbore horizontal termination into the production formation top being arranged at a distance of not less than 100 m from a wellbore of the vertical well, with the vertical well being used as an injection well.

In addition, each of wellbore horizontal terminations intersects all production interlayers.

Fig. 1 illustrates a formation section with a vertical well and one of the injection and production wells with a wellbore horizontal termination.

Fig. 2 illustrates a diagram of wells arrangement in a cluster.

The method is embodied as follows:

Reference is made to Fig. 1 in which: 1 – production formation; I<sup>a</sup>, I, II, III – production interlayers; IV – clay interbeds; 2 – water table; 3 – shale break between production formation 1 and underlying water table 2; 4 – vertical well; 5 – production string; 6 – mortar; 7- perforations; 8 – injection and production well; 9 – entry of wellbore horizontal termination into top of production formation 1; 10 – filters.

A production formation 1 comprises low-thickness alternating sandy-clayey interbeds: I<sup>a</sup>, I, II, III with wedged-up clay interbeds – IV. The reservoir permeability is 30-40 mD. The total thickness of the production formation varies from 10 to 40 m and the weighted average gas saturated thickness is not more than 20 m.

An underlying water table 2 is located beneath the production formation 1. A shale break (cap) 3 is located between the production formation 1 and underlying water table 2.

A vertical well 4 strikes the production formation 1, shale break 3 and partially water table 2. Then geophysical survey is conducted to determine as follows: position of the top and bottom of the production formation and its interbeds, their thickness and depth of occurrence, formation filtration parameters, lithologic characteristics, clayeness of the section, depth of occurrence and thickness of the shale break 3 separating the production formation 1 from the water table 2.



A production string 5 is lowered into a well 4 and is cemented, then the string 5 is perforated in a zone of the production formation 1.

The geological survey data are used to update the profile and design of the injection and production well with a wellbore 8 horizontal termination. Then, injection and production wells 8 are drilled with the wellbore horizontal termination length of 250 m and more and are arranged radially from the cluster center. The point of entry 9 of each wellbore horizontal termination into the top of production formation is arranged at a distance of not less than 100 m from a wellbore of the vertical well.

Production strings 5 are lowered into the injection and production wells 8, perforated pipes (filters) 10 are lowered into the wellbore horizontal terminations 8 and the production string 5 is cemented over the production formation.

The gas is injected into the production formation 1 through a vertical well 4 and injection and production wells 8, while the gas is extracted only through injection and production wells 8.

In the provided well cluster arrangement illustrated in Fig. 2,

where A and A' - vertical well and its drainage region, respectively;

B and B' – injection and production well with wellbore horizontal termination and its drainage region;

B – cluster with seven wells;

a negative influence of a cone of depression is reduced to zero.

Example. The provided method of constructing and operating an underground gas storage in multilayer non-uniform low-permeability slightly cemented terrigenous reservoirs with an underlying water table serves as the basis for constructing and operating one of the underground gas storages in the depleted gas condensate deposit of Albian stage of Lower Cretaceous deposits formed of clays, sandstones and aleurolites.

Main geologic production data on the deposit are provided in Table 1 (Table 1-3 see at the end of description).

In the process of designing the underground gas storage, it is planned to drill 241 injection and production vertical wells to reach the design indicator of the storage capacity.

Using the cluster wells with a wellbore horizontal termination, however, allowed only 140 wells to be designed for the same capacity, out of them, 71 horizontal and 69 vertical wells.

Table 2 provides characteristics of vertical and horizontal wells and also actual yield measurement.

As it follows from data provided in Table 2, increasing the length of a wellbore horizontal section over 250 m increases the well yield more than 6-fold compared to that of the vertical well.

Table 3 provides the data on yields of average vertical and horizontal wells.

In May 1997, 80 wells of the underground gas storage, including 31 wells with a wellbore horizontal termination measuring 250 m and over in length, provided a peak injection with a current yield of 9.8 mcm of gas compared to 4.9 and 4.4 mcm of gas in April and September, respectively.

In the 1997-1998 winter season characterized by extremely unfavorable climatic conditions and substantial shortfall in delivery of gas from the Unified Gas Supply System, the underground gas storage constructed using both vertical wells and wells with a wellbore horizontal termination demonstrated its importance and significance. In this case, even with design incomplete buffer gas volume the underground gas storage operated with the design productivity, thereby allowing for continuously supplying gas to a large region of Russia during that period.

The claimed method compared to the prototype method reduces construction costs of an underground gas storage, increases its performance by reducing the number of wells, preventing flooding and well collapse, extracting the required volume of gas in peak operation periods, increases the gas storage volume and gas injection/extraction rates by putting into operation the formations which were considered unsuitable because of low reservoir properties when stricken by vertical wells and also reduces the size of wells/gas-flow lines/access roads land and mitigate environmental impact.

#### **References cited:**

1. N 1041438 A, B 65 C 5/00, 1983
2. Soldatkin G.I. et al. Underground Storage in Water-Bearing Formations. TNTO. Foreign Experience. – M.: VNIIEgazprom, 1968, pp. 33-37.

#### **Claims**

1. The method of constructing and operating an underground gas storage in multilayer non-uniform low-permeability slightly cemented terrigenous reservoirs with an underlying water table comprising drilling injection and production wells, equipping them with production strings, injecting the gas into and extracting it from the production formation characterized in that injection and production wells are drilled with a wellbore horizontal termination and are arranged in clusters with a vertical well, with the production formation and partially an underlying water table being initially stricken with a vertical well, local characteristics of the production formation are determined: occurrence depth of the production formation and underlying water table, thickness of an interlayer between them, permeability and porosity of each production interlayer, the data obtained are used to update the profile and design of the injection and production well with a wellbore horizontal termination, then, 3-8 injection and production wells with the wellbore horizontal termination are drilled, with the wellbore horizontal terminations being arranged radially from the cluster center and being cased with filters, length of each wellbore horizontal termination being 250 m and over, and the point of entry of each wellbore horizontal termination into the production formation top being arranged at a distance of not less than 100 m from a wellbore of the vertical well, with the vertical well being used as an injection well.
2. The method of Claim 1 characterized in that each wellbore horizontal terminations intersects all production interlayers.

#### **DRAWINGS**

Figure 1, Figure 2, Figure 3, Figure 4